



PENENTUAN ZONA HIDROKARBON FORMASI MENGKALA LAPANGAN "A" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA

Aditya Kusuma Pratama^{1*}, Undang Mardiana¹, Febriwan Mohamad¹, Edin Akhmad Syaripudin²

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²Pertamina Hulu Energi

*Korespondensi: adityaksmpm@gmail.com

ABSTRAK

Penentuan zona prospek hidrokarbon dibutuhkan untuk memberikan gambaran mengenai posisi ataupun zona yang memungkinkan untuk dijadikan suatu reservoir hidrokarbon. Penentuan zona hidrokarbon ini juga menjadi salah satu upaya dalam pengembangan suatu lapangan migas yang bertujuan untuk meningkatkan produksi migas. Tujuan dilakukannya penentuan zona hidrokarbon untuk mengetahui kemungkinan zona yang berpotensi sebagai reservoir dan juga seberapa tebal lapisan batuan yang memungkinkan dijadikan sebagai zona prospek hidrokarbon. Metode yang digunakan pada studi kali ini yaitu berupa analisis kualitatif dan analisis kuantitatif dengan menggunakan perhitungan parameter nilai petrofisika. Melalui analisis petrofisika didapatkan reservoir A memiliki ketebalan mencapai 65.6 feet dengan nilai kandungan serpih rata-rata sebesar 0.232 v/v, nilai porositas sebesar 14.7%, nilai saturasi air sebesar 54.6%. Reservoir B memiliki ketebalan mencapai 91 feet dengan nilai kandungan serpih rata-rata sebesar 0.162 v/v, nilai porositas sebesar 14.3%, nilai saturasi air sebesar 57.3%. Reservoir C memiliki ketebalan mencapai 29.3 feet dengan nilai kandungan serpih rata-rata sebesar 0.151 v/v, nilai porositas sebesar 11.7%, nilai saturasi air sebesar 50.3%. Melihat hasil nilai petrofisika dan net pay dapat dikatakan bahwa Reservoir B menjadi kandidat terbaik untuk dijadikan zona prospek hidrokarbon.

Kata Kunci : Petrofisika, kandungan serpih, porositas, saturasi air, net pay

ABSTRACT

Determination of the hydrocarbon prospect zone is required to provide an illustration of the positions or zones that make it possible to serve as a hydrocarbon reservoir. The determination of this hydrocarbon zone is also one of the efforts in the development of an oil and gas field aimed at increasing oil and gas production. The purpose of the determination of the hydrocarbon zone to determine the possibility of a zone that has the potential as reservoir and also how thick the layers of rocks that make possible as a hydrocarbon prospect zone. The method used in this study is in the form of qualitative analysis and quantitative analysis by using parameter calculation of petrophysical value. Through petrophysical analysis, reservoir A has thickness of 65.6 feet with an average shale volume value of 0.232 v/v, porosity value of 14.7%, water saturation value of 54.6%. Reservoir B has a thickness of 91 feet with an average shale volume value of 0.162 v/v, porosity value of 14.3%, water saturation of 57.3%. Reservoir C has a thickness of 29.3 feet with an average shale volume value of 0.151 v/v, porosity value of 11.7%, water saturation value of 50.3%. Looking at the value of petrophysics and net pay it can be said that Reservoir B is the best candidate to be a hydrocarbon prospect zone.

Keywords: *Petrophysics, shale volume, porosity, water saturation, net pay*

1. PENDAHULUAN

Analisis Petrofisika merupakan hal yang penting dalam penentuan zona prospek hidrokarbon, dimana analisis ini dibutuhkan dalam penentuan nilai petrofisika yang nantinya akan menjadi parameter dalam penentuan suatu zona dapat dijadikan suatu reservoir atau tidak. Formasi Menggala merupakan salah satu reservoir yang ada pada Cekungan Sumatera Tengah, sehingga diperlukan studi mengenai analisis petrofisika yang nantinya dapat diketahui nilai kandungan serpih, porositas, dan saturasi air pada Lapangan "A" Formasi Menggala. Analisis petrofisika juga bertujuan untuk mengoptimalkan kemungkinan zona hidrokarbon sehingga suatu zona hidrokarbon dapat dikembangkan dengan kemungkinan nilai parameter petrofisika yang ada dan dapat dijadikan suatu zona prospek hidrokarbon.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan yang terbentuk di belakang busur magmatik selama Tersier awal (Eosen – Oligosen) sebagai rangkaian struktur setengah *graben* yang dipisahkan oleh suatu *block horst*, sebagai hasil dari terjadinya proses penujaman lempeng Samudera Hindia menyusup ke bawah lempeng benua Asia. Cekungan Sumatera dikontrol oleh struktur utama yaitu Sesar Sumatera yang membentang dari utara hingga selatan Sumatera. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah tersusun dari beberapa unit formasi dan kelompok batuan mulai dari tua ke yang muda yaitu batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Formasi Menggala yang berada dalam Kelompok Sihapas merupakan reservoir utama dalam Cekungan Sumatera Tengah, dimana batuan induk (*source rock*) berasal dari batuan dibawahnya yaitu Formasi *Brown Shale* yang berada pada di kelompok Pematang, lalu yang menjadi batuan penyekat (*seal*)

adalah Formasi Bangko yang mempunyai litologi dominan *shale* yang berada tepat diatas Formasi Menggala.



Gambar 1. Peta fisiografi cekungan di Sumatera (Heidrick & Aulia, 1993)

Petrofisika adalah studi mengenai sifat fisik dari sebuah batuan. Analisis petrofisika bersifat sangat penting untuk mengetahui zona produktif, kedalaman dan ketebalan suatu zona, jenis fluida dalam reservoir, dan estimasi cadangan hidrokarbon (Asquith, 1982).

Analisis petrofisika diawali oleh perolehan data bawah permukaan melalui proses *well logging* pada lubang pengeboran. Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu zona/formasi diantaranya adalah kandungan serpih, porositas, dan saturasi air.

a. Kandungan Serpih (*Shale Volume*)

Perhitungan kandungan serpih adalah menghitung kandungan serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan log *Gamma Ray*. Perhitungannya diperlukan dalam interpretasi formasi yang masih mengandung serpih, kandungan serpih yang besar akan mempengaruhi hasil perhitungan sifat batuan, seperti : mengurangi porositas efektif, mengurangi permeabilitas, dan merubah resistivitas. Dalam penentuannya

didapatkan dengan menghitung indeks *gamma ray* terlebih dahulu (Asquith, 1982) :

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots(1)$$

b. Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam log diantaranya log densitas, log neutron, dan log sonic. Log – log tersebut dapat digunakan untuk menghitung porositas. Porositas ditandai dengan ϕ yang merupakan bagian dari volume total batuan berpori. Perhitungan porositas dinyatakan dalam satuan persen dengan persamaan :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% \dots\dots(2)$$

dengan, ϕ = porositas
 V_p = volume pori
 V_b = volume total batuan

c. Saturasi Air

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan kuantitas (*volume*) suatu fluida dengan pori – pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi air merupakan presentase bagian dari suatu pori yang terisi fluida. Secara umum ada 2 cara untuk menentukan saturasi air, yaitu dengan analisis laboratorium atau sampel core yang diambil dari reservoir, dan dengan log menggunakan perhitungan petrofisika. Dalam penentuan saturasi air pada *shaly formation* berbeda dengan formasi bersih (*clean formation*) yang menggunakan rumus Archie. Pada *shaly formation* persamaan yang digunakan dalam penentuan harga S_w ialah menggunakan persamaan Simandoux (*Simandoux Equation*), yaitu :

$$S_w = SW_{Simandoux} = \frac{\alpha \cdot R_w}{2 \cdot \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4 \phi^m}{\alpha \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \dots\dots(3)$$

d. Nilai Pancung (*Cut Off*)

Secara harfiah, cut-off berarti suatu nilai batas. Dalam konteks reservoir, cut-off merupakan batasan nilai dari parameter reservoir, dalam hal ini berupa (volume shale (V_{sh}), porositas (Φ), permeabilitas (k), dan saturasi air (S_w)). Nilai *cut off* ini digunakan untuk mengeliminasi volume batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan dalam evaluasi IOIP maupun cadangan reservoir. Nilai *cut off* disesuaikan dengan karakter fisik dari reservoir. Nilai *cut off* bersifat subyektif, tergantung dari keputusan suatu perusahaan. Namun, nilai *cut off* tidak dapat ditentukan dengan sewenang-wenang. Nilai *cut off* ini ditentukan oleh karakter dari reservoir.

3. METODE

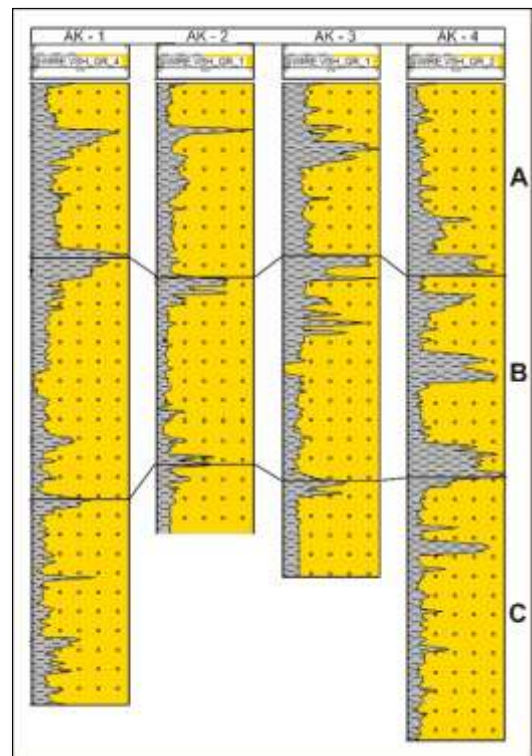
Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu berupa analisis kualitatif dan analisis kuantitatif yang diaplikasikan pada 4 sumur penelitian. 4 sumur tersebut yaitu sumur AK-1, sumur AK-2, sumur AK-3, dan sumur AK-4. Analisis kualitatif merupakan bagian dari analisis dalam menentukan sifat batuan reservoir dengan menggunakan data log aktivitas yang meliputi penentuan litologi dengan menggunakan log *gamma ray*, *spontaneous potential*, PEF, neutron dan densitas. Penentuan lapisan permeabel dengan menggunakan log SP, *gamma ray*, neutron, dan sonic. Penentuan zona hidrokarbon dengan menggunakan log resistivitas dan neutron. Penentuan kualitas lubang sumur/*washout* dengan menggunakan log *caliper*. Analisis kuantitatif dilakukan setelah analisis kualitatif. Kegiatan ini berupa menghitung temperatur formasi, kandungan serpih (*shale volume*), porositas (ϕ), resistivitas (RT), dan saturasi air (S_w)).

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Secara umum, litologi batuan pada Formasi Menggala didominasi oleh batupasir. Litologi tersebut dapat dilihat berdasarkan log *Gamma Ray* yang menunjukkan kurva dengan nilai relatif rendah dan bentukan log nya yang *blocky*. Berdasarkan hal tersebut dengan kurva log yang menuju pada nilai minimum dapat mengindikasikan bahwa zona tersebut merupakan suatu lapisan reservoir. Pada Formasi Menggala ini terdapat 3 zona lapisan reservoir yang menerus pada 4 sumur yang dipakai untuk penelitian. Berdasarkan hasil perhitungan petrofisika, maka di dapat nilai – nilai dari setiap parameter petrofisika, yaitu :

- Kandungan Serpih (*Shale Volume*)

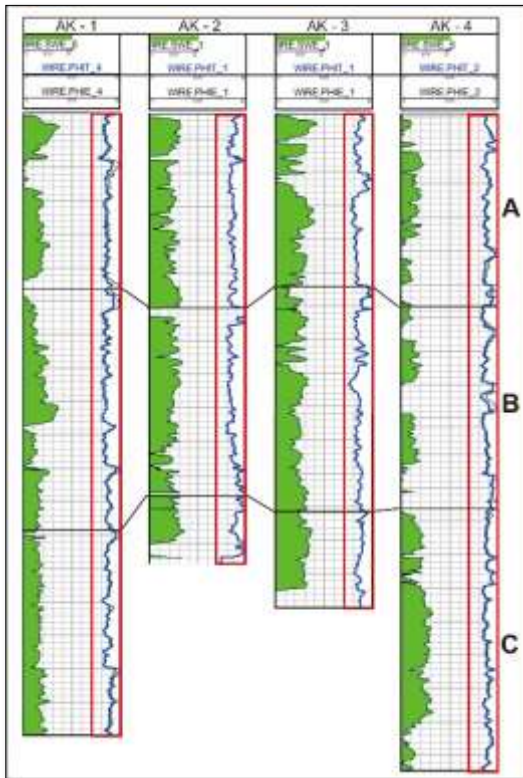
Melihat dari bentuk kurva log *gamma ray* yang berbentuk *blocky* maka dapat diinterpretasikan bahwa sumur penelitian didominasi oleh litologi sandstone, dimana nilai kurva mengarah pada nilai minimum sehingga keberadaan litologi *shale* sedikit dan membuat kandungan serpih pada sumur penelitian menjadi kecil. Nilai rata-rata kandungan serpih pada zona reservoir disetiap sumur, yaitu : Reservoir A sebesar 0.232 v/v, Reservoir B sebesar 0.162 v/v, Reservoir C sebesar 0.151 v/v.



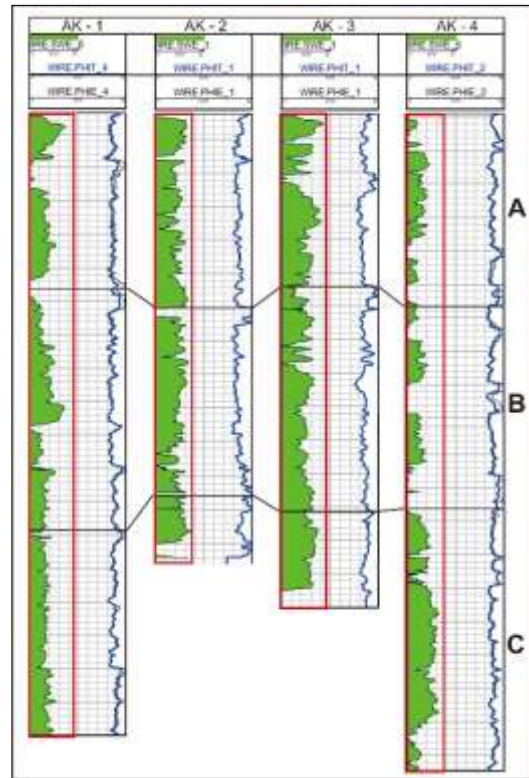
Gambar 2. Hasil *vshale* setiap sumur

- Porositas

Perhitungan porositas menggunakan metode *density – neutron*. Untuk mengetahui besar porositas dari suatu batuan, metode ini membutuhkan besaran nilai porositas untuk *shale*, *dry shale*, matriks, dan fluida. Hasil pengukuran dapat menghasilkan porositas yang ada dalam bentuk porositas total dan porositas efektif. Untuk penentuan reservoir maka akan digunakan porositas efektif. Nilai porositas efektif pada zona reservoir disetiap sumur, yaitu : Reservoir A sebesar 0.147 / 14.7%, Reservoir B sebesar 0.143 / 14.3%, Reservoir C sebesar 0.117 / 11.7%.



Gambar 3. Hasil porositas setiap sumur



Gambar 4. Hasil Sw setiap sumur

- Saturasi Air

Litologi pada formasi menggala didominasi oleh *shaly sand*. Disebut sebagai *shaly sand formation* apabila kandungan Vsh sudah melebihi 20%. Hal ini mengakibatkan perhitungan saturasi air dengan Archie tidak akan benar karena hanya menghitung saturasi air tanpa mempertimbangkan kandungan *shale* pada formasi tersebut. Perhitungan *simandoux* merupakan perhitungan yang tepat pada batuan *shaly sand* dan kandungan air formasi yang relatif *saline*.

Nilai saturasi air yang diperoleh dari hasil perhitungan petrofisika cukup baik. Dengan nilai rata-rata seluruh zona interval reservoir sebesar 0,6 / 60%. Nilai saturasi air disetiap zona interval reservoir secara berturut – turut, yaitu : Reservoir A sebesar 0.546 / 54.6%, Reservoir B sebesar 0.573 / 57.3%, Reservoir C sebesar 0.503 / 50.3%.

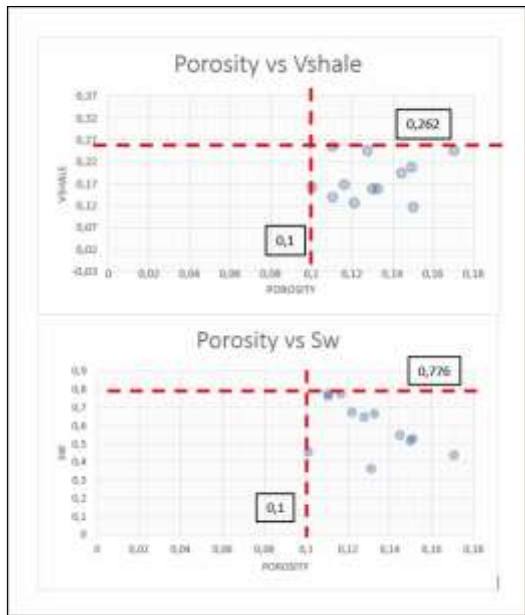
- Nilai Pancung (*Cut Off*)

Nilai pancung untuk kandungan serpih ini ditentukan melalui distribusi nilai *Volume Shale* yang dinyatakan dalam bentuk *crossplot* antara nilai *Volume Shale* dengan nilai *Porosity*. Batas nilai pancung yang ditentukan berdasarkan garis persilangan yang nantinya ditentukan oleh nilai maksimum *Volume Shale* dengan nilai minimum *porosity* seluruh zona reservoir pada Formasi Menggala.

Nilai pancung untuk kandungan serpih ini ditentukan melalui distribusi nilai *saturasi air* yang dinyatakan dalam bentuk *crossplot* antara nilai saturasi air dengan nilai *Porosity*. Batas nilai pancung yang ditentukan berdasarkan garis persilangan yang nantinya ditentukan oleh nilai maksimum saturasi air dengan nilai minimum *porosity* seluruh zona reservoir pada Formasi Menggala.

Berdasarkan perhitungan nilai pancung / *cut off* maka dapat ditentukan nilai pancung untuk kandung serpih yaitu sebesar ≤ 0.262 , nilai pancung untuk

porositas yaitu sebesar $\geq 10\%$, nilai pancung untuk saturasi air yaitu $\leq 77.6\%$.



Gambar 5. Nilai *cut off* seluruh sumur

- *Net Pay*

Setelah melakukan perhitungan *cut off* maka langkah selanjutnya yaitu melakukan perhitungan *pay summary* dengan langkah awal yaitu penentuan *net to gross* dengan tujuan mengetahui kontinuitas dari sebuah reservoir. Berikutnya yaitu penentuan *net sand* untuk menentukan seberapa tebal lapisan batupasir yang bersih atau bebas dari kandungan serpih dengan menggunakan nilai *cut off vshale* dengan angka 0.262. kemudian penentuan *net reservoir* dengan memasukan nilai *cut off vshale* dan nilai *cutoff porosity* yang nantinya akan menunjukkan ketebalan lapisan yang memiliki nilai porositas baik. Setelah semua tahap dilakukan maka tahap paling akhir yaitu penentuan *net pay* dimana dimasukkannya nilai *cut off* dari *vshale*, porositas, dan saturasi air sehingga menunjukkan tebal reservoir yang mengandung hidrokarbon.

PAY SUMMARY											
Reservoir	Interval	Depth Top	Depth Bottom	Net Sand			Net Reservoir			Net Pay	
				Interval	Net	HTG	Interval	Net	HTG	Interval	Net
A	1	4770.4	4862.0	191.6	14.3	0.232	482.2	477.8	0.203	48.2	44.7
	2	4862.0	4954.0	92.0	13.9	0.212	140	133.3	0.203	14.1	13.4
	3	4954.0	5046.0	92.0	14.3	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6
B	4	4954.0	5046.0	92.0	14.3	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6
	5	5046.0	5138.0	92.0	14.3	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6
	6	5138.0	5230.0	92.0	14.3	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6
C	7	5230.0	5322.0	92.0	11.7	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6
	8	5322.0	5414.0	92.0	11.7	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6
	9	5414.0	5506.0	92.0	11.7	0.207	140	135	0.205	14.3	13.6

Tabel 1. Hasil perhitungan *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay*.

5. KESIMPULAN

- Zona prospek hidrokarbon Formasi Menggala terbagi menjadi 3 zona reservoir yaitu reservoir A, reservoir B, dan reservoir C.
- Reservoir A memiliki ketebalan mencapai 65.6 *feet* dengan nilai kandungan serpih rata-rata sebesar 0.232 v/v, nilai porositas sebesar 14.7%, nilai saturasi air sebesar 54.6%. Reservoir B memiliki ketebalan mencapai 91 *feet* dengan nilai kandungan serpih rata-rata sebesar 0.162 v/v, nilai porositas sebesar 14.3%, nilai saturasi air sebesar 57.3%. Reservoir C memiliki ketebalan mencapai 29.3 *feet* dengan nilai kandungan serpih rata-rata sebesar 0.151 v/v, nilai porositas sebesar 11.7%, nilai saturasi air sebesar 50.3%.
- Reservoir A menjadi kandidat zona prospek hidrokarbon terbaik dilihat dari parameter petrofisika dan hasil *net pay* yang mempunyai ketebalan mencapai 91 *feet* dengan porositas mencapai 14.3%.

UCAPAN TERIMA KASIH

Pertama saya ucapkan terima kasih kepada dosen pembimbing saya Bapak Ir. Undang Mardiana, M.Si dan Bapak Febriwan Mohamad, S.Si., M.Si atas bimbingannya selama ini. Pihak Pertamina Hulu Energi yang telah membantu dalam penyediaan data dan menyelesaikan pengolahan data. Penulis juga meminta saran kepada pembaca apabila masih ada kekurangan dalam penulisan artikel,

sehingga penulis dapat menjadi menjadi lebih baik kedepannya dalam penulisan artikel.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, George and Gibson, Charles. 1982. *Basic Well Log Analysis For Geologist*. Tulsa : AAPG.
- Harsono, Adi, 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*, Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Heidrick, T. L., Aulia K. 1993. *A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plains Block, central Sumatra Basin, Indonesia*. Proceedings of 22th Annual Convention Indonesian Petroleum Association. Jakarta.
- Koesumadinata R.P. 1980. "Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2". Bandung: ITB